

# Diagnose und Ortung von Teilentladungen in Leistungs- transformatoren auf der Basis akustischer und elektro- magnetischer UHF-Signale

Dipl.-Ing. Sacha M. Markalous, Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart, Deutschland

## Kurzfassung

Zur Überprüfung der Isolationsqualität hochspannungstechnischer Geräte wird im Prüflabor klassischer Weise die Messung von Teilentladungen (TE) durchgeführt. Als Diagnose-Werkzeug ist die TE-Messung jedoch nicht nur für die Abnahmeprüfung neuer Produkte, sondern in zunehmenden Maße auch für gealterte Betriebsmittel ein konkretes Hilfsmittel zur Zustandsbeurteilung. Vielfach sind vor-Ort-Messungen oder auch in-Betrieb-Messungen („online-Monitoring“) gefordert. Beim Betriebsmittel Transformator kann eine Ergänzung der elektrische Methode durch die akustische oder elektromagnetische Messung (UHF-Bereich) hilfreich oder nötig sein. Bei der (Online-)TE-Messung ist eine klare Entscheidung über eine TE-Aktivität des Prüflings zu treffen. Eine Information über den TE-Ort liefert zusätzlich entscheidende diagnostische Hinweise für die Ursachenforschung und Risikoabschätzung. Für eine dreidimensionale geometrisch exakte Ortung des Ursprungs der TE sind dazu das empfindliche Messen der akustischen Laufzeiten und verlässliche Ortungsalgorithmen erforderlich. Verbesserungen bei der Signalverarbeitung und Interpretation akustischer Signale auch in Bezug auf eine objektive Laufzeitextraktion machen die Ortung in komplexen Aufbauten möglich. Sind die TE-Pegel sehr klein, helfen empfindliche UHF-TE-Messungen unter Öl bis dato akustisch nicht erfassbare Fehler durch Mittelwertbilden (Averaging) sicher zu erkennen und zu lokalisieren. Bei breitbandigen Untersuchungen von UHF-TE-Spektren konnten zweifelsfrei Hohlraumresonanzen nachgewiesen werden, die u. U. Grundlage für vorteilhafte schmalbandige Messungen darstellen.

Im Beitrag werden akustische und elektromagnetische TE-Messungen aus dem Laborbereich und Online-Beispiele eines 380/220kV-Einphasentransformator vorgestellt und diskutiert. Bei den Laborbeispielen werden konsequent Vergleiche zur elektrischen TE-Messung nach IEC60270 gezogen und Grenzeempfindlichkeiten ermittelt.

## 1 Einleitender Überblick

Für eine zustandsabhängige Wartung, Risikobewertung des Betriebs oder für Asset-Management Zwecke ist eine permanente Überwachung („Online-Monitoring“) bei Leistungstransformatoren wünschenswert und notwendig. Wenn direkt die bestehende Isolationsqualität bewertet werden soll, stellt die Teilentladungsdiagnostik (TE-Diagnostik) einen probaten Weg dar. Bei den häufig erforderlichen vor-Ort-Messungen oder auch in-Betrieb-Messungen ist ein Messverfahren allein oft nicht in der Lage eine gesicherte Zustandsbeurteilung zu liefern. Auch aufgrund dessen finden derzeit verschiedene Methoden bei TE-Messungen an öl-papierisolierten Transformatoren Verwendung. Die elektrische, die akustische und auch die bislang eher aus dem Bereich der gasisolierten Schaltanlagen (GIS) bekannte elektromagnetische UHF-Methode werden eingesetzt. Mittels Gas-in-Öl-Analysen sind integrale Aussagen über eine TE-Tätigkeit möglich. Die erwähnten anderen TE-Verfahren können durch Auffälligkeiten bei diesen Schadgas-Untersuchungen angestoßen werden. Speziell bei der Lokalisierung von TE ist die inhärent vorhandene Möglichkeit, die Fehlerstelle geometrisch beispielsweise mit Hilfe von

beispielsweise mit Hilfe von Signallaufzeiten zu lokalisieren, ein Stärke der akustischen Methode. Durch eine Kombination der akustischen Messung mit der UHF-Methode kann darüber hinaus die Genauigkeit der Ortung erhöht bzw. in vielen Fällen erst möglich gemacht werden.

## 2 Akustische und elektromagnetische TE-Messung

### 2.1 Akustische TE-Messung im Ultraschallbereich

TE in Transformatoren emittieren u.a. mechanische Druckwellen im Ultraschallbereich mit nennenswerten spektralen Anteilen bis ca. 300 kHz [1]. Wegen ihrer Preisgünstigkeit, aufgrund der bestechenden einfachen Handhabung und der Akzeptanz des nicht-destruktiven Applizierens haben sich piezoelektrische Sensoren, die ankommende mechanische Druckwellen in elektrische Signale wandeln, weitgehend durchgesetzt. Der akustische Messaufbau kommt ohne elektrische Verbindung zum Hochspannungskreis aus, womit die Montage der Sensoren während des Betriebs ermöglicht wird.

Die akustische Teilentladungsmessung besitzt, verglichen mit elektrischen TE-Verfahren, eine geringere Störumgebung vor Ort. Korona als stark störender elektrischer Vorgang behindert die akustische Messung aus Gründen des Messprinzips nicht. Mechanische Störer wie Magnetostraktion der Kernbleche und lose Teile, als körperschall-generierende Vibrationen am Transformator-kessel sind messbar, haben jedoch keine der TE vergleichbaren hohen spektralen Signal-komponenten, sondern beschränken sich hauptsächlich auf den Frequenzbereich unter 50 kHz. Die akustische Detektion einer TE und ihre Unterscheidung von impulsförmigen Störern kann mit Hilfe einer auf der Kurzzeit-Fouriertransformation (KZFT) basierenden Signalverarbeitung geleistet werden [1]. Eine akustisch getragene Entscheidung „TE“ bzw. „keine TE“ ist so selbst bei hohem Störpegel generierbar.

### 2.1.3 Nullpunktsinterpretation akustischer Zeitsignale zu Ortungszwecken

Für die Interpretation der akustischen Signale hinsichtlich der Lokalisierung werden bei naheliegenden Überlegungen häufig die Signallaufzeiten in Betracht gezogen. Dadurch kommt der objektiven Laufzeitextraktion aus den aufgezeichneten akustischen Signalen eine besondere Bedeutung zu.

Gute Erfahrungen wurden mit einer signalenergiebasierten statistischen Methode, dem Hinkley-Kriterium [2] gemacht. Der Energie-Verlauf des Signals  $x$  ist hierbei definiert über

$$S_i = \sum_{k=0}^i x_k^2 \quad (1)$$

Zur Trennung des Signals von Rauschteilen soll die Ungleichung

$$S_n - \min S_k > \lambda \quad (2)$$

erfüllt sein (Hinkley-Kriterium).  $\lambda$  steht für die zunächst abstrakte und zu definierende Detektionsschwelle. Die tatsächliche Umsetzung des Kriteriums wird über die Differenzbildung

$$S'_i = S_i - i\delta = \sum_{k=0}^i x_k^2 - i\delta \quad (3)$$

erreicht, bei der von der Summe der partiellen Energie ein negativer Trend  $\delta$  bestimmt durch

$$\delta = S_N / N \quad (4)$$

subtrahiert wird. Die sich ergebende Kurve der partiellen Energie weist ein Minimum auf das, so die zutreffende Annahme, übereinstimmt mit der Signallaufzeit. Nach der Implementierung des Algorithmus und Modifikation bzw. Anpassung des Trends auf die Gegebenheiten der akustischen TE-Messung konnten

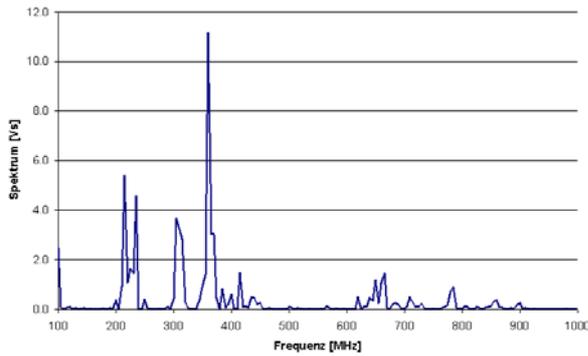
gebenheiten der akustischen TE-Messung konnten sehr gute Ergebnisse in der Laufzeitbestimmung erreicht werden. Die Richtigkeit der ermittelten Laufzeiten wurde an durchgeführten Ortungen in Laboraufbauten mit Kenntnis des jeweiligen TE-Quellenortes verifiziert.

## 2.2 Elektromagnetische TE-Messung in den ultra-hohen Frequenzen (UHF)

Die UHF-Messtechnik ist im Bereich der Transformatorüberwachung eine relativ junge Methode. Festgehalten werden kann, dass TE unter Öl, als sehr schneller elektrischer Prozess, elektromagnetische Wellen mit Frequenzen, die bis in den unteren ultra-hohen Bereich (300 – 3000 MHz) reichen, abstrahlen (vgl. Bild 2). Unter Verwendung monopolarartiger oder auch scheibenförmiger breitbandiger Sensoren unter Öl können selbst Signale mit kleinem Pegel häufig ohne Verstärkung detektiert werden. Bei Laborversuchen wurden im Frequenzbereich in den Signalen zweifelsfrei analytisch berechenbare Hohlraumresonanzen nachgewiesen (Bild 2) und sehr moderate Dämpfungen im Öl und in den Feststoff-Isolationsmaterialien ermittelt. Zur Auskopplung der transienten UHF-Signale aus dem Transformatorinneren wurden Sensoren entwickelt, die über einen normalerweise zur Ölbefüllung benutzten Flachkeilschieber eingeführt werden können (siehe Bild 1). Durch die Schirmungseigenschaften des Transformator-kessels sind externe elektromagnetische Störungen minimiert und Messungen mit hohem Signal-Rausch-Abstand sind möglich.



**Bild 1** Scheibenförmiger UHF-Sensor, der über zur Ölbefüllung benutzte Flachkeilschieber (DN 80) ins Transformatorinnere geschoben wird



**Bild 2** Spektrum einer TE unter Öl im unteren UHF-Bereich (bis 1 GHz) mit deutlichen durch die Geometrie des Laborkessels bestimmten Hohlraumresonanzen (bei Verwendung eines monopolarigen UHF-Sensors [3])

### 2.3 Kombination akustischer und elektromagnetischer TE-Messungen

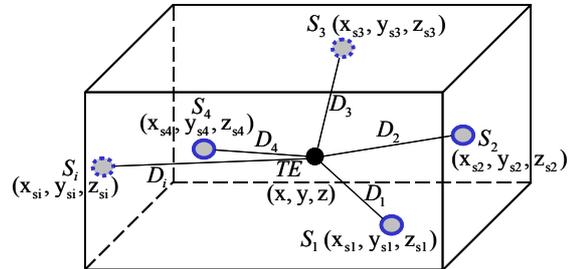
Bei verdeckten TE-Defekten wurde eine erheblich höhere Empfindlichkeit der UHF-Methode im Vergleich zur akustischen TE-Messung festgestellt. Durch die Kombination der beiden Messmethoden kann mit Hilfe der erfolgreichen und seit längerem eingeführten „Averaging (dt. Mittelwerts- oder Überlagerungs-)Methodik“ [4] aufgrund der höheren Empfindlichkeit des UHF-Signals eine erhebliche Verbesserung der akustischen Signale erreicht werden.

Beim Averaging wird dabei von sehr vielen akustischen Messungen der Mittelwert gebildet. Das weiße Rauschen läuft gegen seinen statistischen Mittelwert Null, während die akustischen Signale konstruktiv überlagert aus dem Rauschen hervortreten. So werden zuvor nicht messbare akustische Signale aus dem Rauschen heraus ermittelt und ihre Laufzeiten bestimmt, die zur Ortung eingesetzt werden können (vgl. Abschnitt 3).

## 3 Mathematische Beschreibung der räumlichen TE-Ortung mittels akustischer Laufzeiten

Für die Ortung können zwei grundsätzliche Ausgangspunkte gefunden werden. Zum Einen kann über die Veränderung der Amplitude bzw. die Deformation von Signalen der Ort einer Quelle bestimmt werden (dies ist nicht Gegenstand dieses Beitrags). Zum Anderen ist der Ursprung von Signalen über gemessene Laufzeiten erchenbar. Im Bild 3 ist eine schematische Ansicht eines Transformator-kessels mit  $i$  angebrachten akustischen Sensoren, eine inneren TE und

den entsprechenden Abständen der Sensoren zum TE-Ursprung gezeigt. Solche Anordnungen sind die geometrische Basis für die in diesem Abschnitt vorgestellten Beobachtungs-gleichungen. Eine TE wird also als punktförmige Quelle akustischer und elektromagnetischer Wellen modelliert.



**Bild3** Schematische räumliche Darstellung des Problems Transformator-kessel mit innerer TE mit  $i$  akustischen Sensoren  $S_i$  und den TE-Sensor-Abständen  $D_i$  in kartesischen Koordinaten

Weiter wird zwischen rein-akustischen Messungen (ein akustisches Signal triggert die Aufzeichnung mehrerer akustischer Kanäle) und gemischt-akustischen Messungen (ein elektrisches oder elektromagnetisches Signal dient als zeitliches Bezugssignal für akustische Kanäle und startet die Messung) unterschieden.

### 3.1 Lokalisierung von TE basierend auf gemischt-akustischen Verfahren

Mathematisch lässt sich die elektrische und elektromagnetische Triggerung hinreichend genau als Absolutzeitmessung interpretieren. Mit mindestens drei Laufzeiten zwischen den elektrischen/elektromagnetischen und den akustischen Signalen können für die drei unbekanntes Raumkoordinaten  $(x, y, z)$  des Fehlerorts Kugelgleichungen entsprechend der Art von (5) aufgestellt werden. Die Kugelgleichungen besitzen als Schnittpunkt im Raum den gesuchten TE-Ursprung.

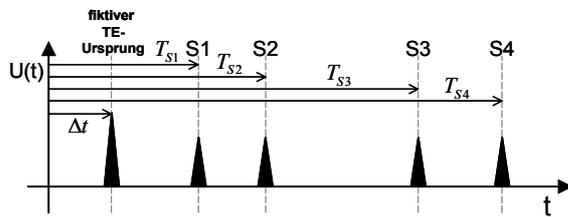
$$(x - x_s)^2 + (y - y_s)^2 + (z - z_s)^2 = (v_s \cdot T_{abs})^2 \quad (5)$$

$v_s$  steht hier für die resultierende Schallgeschwindigkeit,  $(x_s, y_s, z_s)$  sind die Sensorkoordinaten während  $T_{abs}$  die akustische Signallaufzeit gerechnet vom elektrischen/elektromagnetischen Signal aus ist.

### 3.2 Lokalisierung von TE basierend auf rein-akustischen Verfahren

Für den rein-akustischen Fall ergeben sich als Unbekannte die drei Raumkoordinaten der TE und ein zu

bestimmender zeitlicher Ursprung (Bild 4, Entstehungszeitpunkt der TE, fiktiver TE-Ursprung). Für die nun vier Unbekannten können zwei Varianten für das System der nichtlinearen Beobachtungsgleichungen unterschieden werden.



**Bild 4** Pseudozeiten (GPS-Ansatz) zeitlich dargestellt: beliebiger Messbeginn innerhalb einer Periode

### 3.2.1 Laufzeit-Differenzansatz

Der Laufzeitdifferenzansatz benutzt Laufzeitdifferenzen zwischen den akustischen Signalen, die bezogen sind auf den zuerst angesprochenen Referenzsensor. Die Kugelgleichungen sind nicht völlig symmetrisch und hier des Umfangs wegen nicht gezeigt. Sie sind beispielsweise in [3], [5] zusammengestellt.

### 3.2.2 Pseudozeitenansatz

Ein neuer Ansatz innerhalb der akustischen Signalverarbeitung verwendet Pseudozeiten für die Aufstellung des Gleichungssystems in einer Form wie sie im GPS (Global Positioning System) benutzt wird [3], [5]. Die sich ergebenden Kugelgleichungen werden völlig symmetrisch und haben die Form wie in (6) gezeigt. Eine „vertraute“ Art mit Pseudozeiten zu arbeiten ist die Messung mit Pre-Triggerung, wo der Zeitursprung nach erfolgter Triggerung abhängig von der eingestellten Vorlaufzeit (Pre-Trigger) ist. Beide Gleichungssystemformen - Laufzeitdifferenzansatz und Pseudozeitenansatz - sind ineinander überführbar [3].

$$(x - x_{s1})^2 + (y - y_{s1})^2 + (z - z_{s1})^2 = (v_s \cdot (T_{s1} - \Delta t))^2 \quad (6)$$

### 3.3 Mögliche algorithmische Lösungsstrategien zur Fehlerortberechnung

Allgemein sind die Lösungsalgorithmen nichtlinearer Gleichungssysteme häufig iterativer Natur. Nachteilig dabei ist die in aller Regel notwendige Angabe eines Startwertes für die Iterationen und das die Lösbarkeit des Systems, die Genauigkeit und die Fehlerfreiheit der Ergebnisse abhängig vom Startwert sein können. Die Pseudozeiten-Notation des TE-Ortungsproblems und ihre formale Gleichheit zu den GPS-Gleichungen weist hier einen entscheidenden Vorteil auf: die Nutzung von direkten, nicht-iterativen Lösungsstrategien [6], [7], [8], [9], die für GPS-Probleme schon

vorhanden sind und ohne Anfangsschätzwert auskommen, wird möglich. Sogar die beschriebenen gemischt-akustischen Messungen können aus algorithmischer Sicht, unter Ausnutzung eines Sonderfalls ( $\Delta t=0$ ), mit direkten Algorithmen berechnet werden. Die beschriebenen laufzeitbasierten Verfahren sind in einer Ortungs-Software namens „Padialo (Partial Discharge Acoustic Locating)“ zusammengefasst [3].

## 4 Beispiele akustischer und elektromagnetischer TE-Messungen aus dem Online- und Laborbereich

### 4.1 Elektromagnetisch-akustische Labormessungen

Als Versuchsaufbau zum Nachweis der unterschiedlichen Empfindlichkeiten der akustischen und der UHF- Methode dient ein Wicklungspaket an Hochspannung innerhalb eines Transformatorkeßels mit den Abmessungen 1.77m in x-Richtung (Länge), 0.77m in y-Richtung (Tiefe) und 1.56m in z-Richtung (Höhe).



**Bild 5** Experimenteller Aufbau: Spule an Hochspannung mit stimulierter TE an bekannter Stelle umgeben von doppeltem Pressboard-Zylinder (Deckel aus illustrativen Gründen abgenommen)

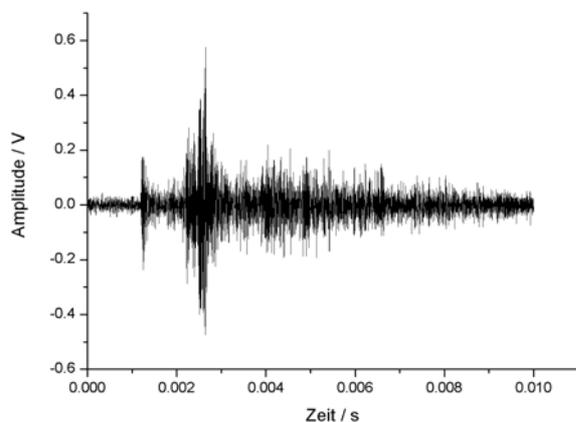
Um möglichst reale Verhältnisse nachzubilden, wird die Spule mit einem doppelwandigen Pressboard-Zylinder umgeben, Bild 5 (aus Anschaulichkeit Deckel abgenommen). Während des Versuchs wird auf der Innenseite der auf Hochspannungspotential liegenden Spule an bekannter Stelle eine TE generiert. Die Triggerung der mit 60 dB verstärkten akustischen Kanäle erfolgte mit den UHF-Signalen der TE, die unverstärkt mit einer analogen Bandbreite von 1 GHz

aufgezeichnet wurden. Parallel wurde eine IEC60270-konforme TE-Bewertung vorgenommen um korrespondierende elektrische Pegel zu erhalten.

TE-Ursprung	x [m]	y [m]	z [m]
gemessen	0.93	0.52	0.85
„Referenz-Messung“ (UHF-Triggerung, 7-kanalig, 575pC)	0.94	0.53	0.95
Averaging-Messung (500 Überlagerungen, max. TE-Pegel 9pC)	1.07 (1.04) (0.94)	0.39 (0.45) (0.32)	0.84 (0.90) (0.85)

**Tabelle 1** Ortungsergebnisse UHF-getriggelter akustischer Messungen im Versuch nach Bild 5. Für Averaging-Messung sind 7-kanaliges, Mittelwert und „beste“ Lösung angeben

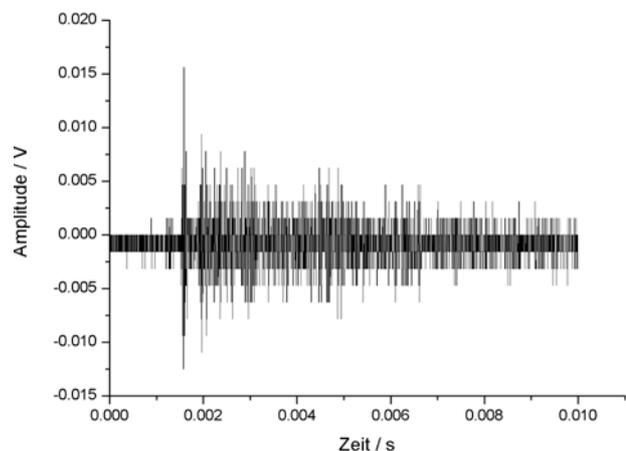
Zur Auskopplung der elektromagnetischen Signale diente Monopol, der wie bereits erwähnt über den zur Ölbefüllung benutzten Flachkeilschieber in den Kessel eingebracht wurde (Halteprinzip in Bild 1, Position in Bild 5 linke obere Ecke). Die piezoelektrischen akustischen Sensoren waren auf der Kesselaußenseite mit Wachs befestigt.



**Bild 6** Akustischer Impuls einer 575 pC TE (Maximal-Amplitude erster Teilimpuls 0.175 V, Rauschpegel ca. 0.038 V)

Bild 6 zeigt einen akustischen Impuls einer 575 pC großen TE. Zusammen mit sechs weiteren Signalen ergibt sich über die Laufzeiten (Pseudozeiten-Ansatz) das in Tabelle 1 aufgeführte Ortungsergebnis. Ab ca. 100 pC waren in dem unverändertem Aufbau keine akustischen Einzelimpulse mehr erfassbar. Durch Anwendung des in Abschnitt 2.3 erläuterten Averaging-Verfahrens mit UHF-Triggerung konnten nach 500 Überlagerungen akustische Signale von maximal 9 pC großen TE aufgezeichnet werden (Bild 7). Ein

Vergleich der angegebenen Amplituden zeigt offensichtlich, dass Signale deutlich unter dem akustischen Rauschpegel messbar wurden (Rauschpegel 0.038 V der „Referenz-Messung“ mit 575 pC verglichen mit der maximalen Amplitude des geaveragten Signals von 0.0156 V). Mit den übrigen sechs weiteren Kanäle konnte wiederum das in Tabelle 1 gezeigte Ortungsergebnis erreicht werden. Zusätzlich sind noch der Mittelwert von mehreren Ortungen unter Auslassung mancher Kanäle angeführt, sowie eine „beste“ Lösung. Allgemein gesprochen wird die Ortung bei so kleinen Pegeln ungenauer, da diese im vorliegenden Aufbau die akustische Grenzempfindlichkeit darstellen.



**Bild 7** Geaveragtes akustisches Signal des gleichen Kanals wie in Bild 6 mit maximalem TE-Pegel von 9pC nach 500 Überlagerungen (Maximal-Amplitude erster Teilimpuls 0.0156 V, Rauschpegel ca. 0.0016 V)

## 4.2 Rein-akustische Online-TE-Messungen an einem 200MVA, 380/220kV-Einphasentransformator

An einem durch Gas-in-Öl-Analysen auffällig gewordenen 200 MVA, 380/220 kV-Einphasentransformator wurden im Zeitraum von 2 Jahren akustische, elektrische und elektromagnetische TE-Messungen durchgeführt. Während einer elektrischen offline TE-Messung mit angelegter Spannung konnten TE (Maximalwert 600 pC) in der positiven Halbwelle, mit der Spannung steigend und einer Häufung um den Nulldurchgang nachgewiesen werden [10].

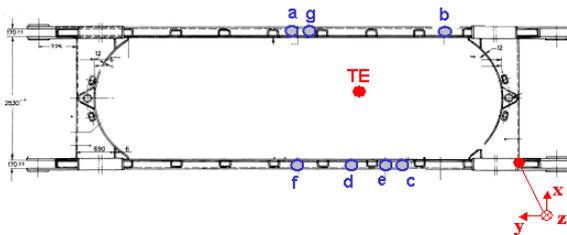
Durch eine parallel durchgeführte rein-akustische Messung war es möglich Laufzeitinformationen für eine Ortung zu erhalten (siehe Tabelle 2 „Messung 1“) [5]. Um eine möglichst gesicherte Ortsangabe zu erlangen wurden im Abstand von mehreren Monaten rein-akustische Nachmessung online ausgeführt. Hierbei konnte mit z.T. wechselnden Sensorpositionen der

zuvor errechneten Fehlerort erhärtet werden (siehe Tabelle 2 „Messung 2“ und „Messung 3“).

TE-Ursprung	x [m]	y [m]	z [m]
Messung 1 (offline a, b, c, d)	1.40	3.12	2.27
Messung 2 (offline c, d, e, f, g)	1.25	3.19	2.23
Messung 3 (offline a, c, d, e, f, g)	1.27	3.22	2.19

**Tabelle 2** Akustische Messungen im Abstand mehrerer Monate mit wechselnden Sensorpositionen und guter Übereinstimmung der errechneten Fehlerorte

Im Bild 8 sind der errechnete TE-Ursprung und die Positionen der verwendeten akustischen Sensoren in der Draufsicht auf den Transformatorkegel visualisiert. Der Hersteller konnte an der berechneten Stelle nahe der Wicklungen ein Bauteil identifizieren, das als TE-Quelle in Frage käme.



**Bild 8** Errechneter Fehlerort der TE innerhalb eines 200MVA-Transformators (Draufsicht) und die Positionen der verwendeten akustischen Sensoren

## 5 Zusammenfassung

Beginnend wurde ein Überblick über mögliche Verfahren Teilentladungsprobleme zu detektieren gegeben. Für die akustische TE-Messung im Ultraschallbereich wurden Einflüsse bezüglich der Störumgebung als auch eine energie-basierte Signalerarbeitungsmethode zur objektiven Laufzeitbestimmung erläutert. Charakteristika der elektromagnetische UHF-Methode und ihre vorteilhafte Kombination mit akustischen Messungen wurden aufgezeigt. Im Abschnitt 3 wurden die mathematischen Grundlagen für die gemischt- und reinakustische Ortung von TE illustriert und Lösungsvarianten, die mit und ohne Anfangsschätzwert (d.h. ohne Vorkenntnisse über den TE-Ort) auskommen, gegenübergestellt.

Zuletzt wurden Beispiele für gerechnete TE-Ortungen aus dem Online- und Laborbereich gezeigt. Das empfindliche UHF-Signal hat offensichtlich das Potential

den Einsatz der akustischen TE-Diagnose und Ortung erheblich zu verbessern. Kombinierte online TE-Messungen ermöglichen u.U. eine kostengünstige fundiertere Zustandsbeurteilung.

## 6 Literatur

- [1] S. M. Markalous, E. Grossmann, K. Feser, „Online acoustic PD-measurements of oil/paper-insulated transformers - methods and results“, 13th International Symposium on High Voltage, Delft, Niederlande, 2003
- [2] C. U. Grosse, H. Reinhardt, „Schallemissionsquellen automatisch lokalisieren – Entwicklung eines Algorithmus“, MP Materialprüfung, Jahrg. 41 (1999) 9, S. 342-347, Carl Hanser Verlag, München
- [3] S. M. Markalous, „Online akustische TE-Überwachung und Ortung an Transformatoren“, Micafil Symposium, Stuttgart, Deutschland, 2004
- [4] H. Nieschwitz, „Ortung von Teilentladungen in Transformatoren“, 50. VDE-Seminar, 1982
- [5] S. M. Markalous, K. Feser, „All-Acoustic PD measurements of oil/paper-insulated transformers for PD-localization“, APTADM, Breslau, Polen, 2004
- [6] J. L. Awange, E. W. Grafarend, „Algebraic Solution of GPS Pseudo-Ranging Equations“, Journal of GPS Solution, Vol. 5(4), 2002
- [7] S. Bancroft, „An algebraic solution of the GPS Equations“, IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Geodaetica, Vol. AES-21, 1985
- [8] A. Kleusberg, „Analytical GPS navigation solution“, Quo vadis geodesia...? Festschrift for E. W. Grafarend on the occasion of his 60th birthday, Eds. F. Krumm and V. S. Schwarze, Report Nr. 1999.6-1, 1999
- [9] L. O. Krause, „A Direct Solution of GPS-Type Navigation Equations“, IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems 23, 1987
- [10] R. Huber, Integriertes Überwachungskonzept für Großtransformatoren unter mehrstufigem Einsatz von offline und online Methoden, Micafil Symposium, Stuttgart, Germany, 2004